

Титова Ю.В., Поднебесных А.В., Сухарева А.И. и др., можно сказать, что образование цеолитов, вероятно, связано с гидротермально-метасоматическим эпигенезом. Как отмечалось выше, тектонические перестройки в меловое время (активизация погребенного Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта) способствовали циркуляции гидротермальных растворов до определенных глубин по системе тектонических разломов. Растворы мигрировали через пористую среду, выщелачивали и вымывали из основных и средних плагиоклазов ионы Na, Al, Si и Ca, из которых впоследствии в порах песчаника кристаллизовались аутигенный альбит и ломонтит.

Литература

1. Зорина С.О., Афанасьева Н.И. «Камуфлированная» пирокластика в верхнемеловых-миоценовых толщах юго-востока Русской плиты // Доклады Академии наук, 2015. – № 4. – С. 443 – 445.
2. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения – ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири) // Известия Саратовского университета, 2008. – Т. 8. – № 1. – С. 42 – 50.
3. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М., Гордина Р.И. Об участии рассолов в гидротермальной альбитизации, сопровождающей формирование продуктивных коллекторов чехла (Западная Сибирь) // Известия Саратовского университета. Нов.сер. Науки о Земле, 2013. – Т. 13. – № 2. – С. 61 – 68.
4. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Новые данные о цеолитовой минерализации в породах-коллекторах севера Западно-Сибирской плиты // Нефть и газ, 2016. – № 2. – С. 18 – 22.
5. Поднебесных А.В., Жуковская Е.А., Овчинников В.П. Цеолиты нижнемеловых коллекторов Мессояхской группы месторождений (Западная Сибирь) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2014. – № 3. – С. 32 – 39.
6. Сухарев А.И. Минеральные ассоциации вторичного цемента песчаников и продуктивность залежей углеводородов неокма Большехетской синеклизы (Западная Сибирь) // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки, 2013. – № 2. – С. 71 – 75.
7. Титов Ю.В. Цеолитовая минерализация в меловых отложениях Большехетской впадины на севере Западной Сибири (на примере пласта БТ₈ Пякяхинского месторождения) // Ежегодник-2013. Труды ИГТ УрО РАН, 2014. – Вып. 161. – С 120 – 123.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ XIII ПЛАСТА ДАГИНСКОЙ СВИТЫ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (САХАЛИН)

В.А. Дегтярев

Научный руководитель Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазоконденсатное месторождение Монги расположено в северо-восточной части острова Сахалин. Это среднее по запасам месторождение, но самое большое в пределах его суши. В структурном плане месторождение приурочено к сложно-построенной асимметричной складке субмеридиального простирания, погребенной под отложениями окобыкайской и нutowской свит, моноклинально падающими на северо-восток. Размеры складки 13,6 х 2,5 км [1]. Складка характеризуется короткой северной и протяженной южной периклиналями. Монги имеет очень сложное тектоническое строение. С западной части месторождение ограничено региональным сбросом субмеридианального простирания амплитудой до 700 м. Его осложняют семь главных разноамплитудных сбросов северо-восточного простирания (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10), которые разбивают структуру на 9 основных тектонических блоков [2].

Продуктивные пласты месторождения сформированы в миоцене и относятся к дагинскому резервуарному комплексу – одному из двух основных нефтегазоносных горизонтов Северо-Сахалинской НГО. Формирование этого комплекса происходило в условиях внутреннего шельфа и приморской низменности, временами заливаемой морем и являющейся прогрессирующей дельтой Палеоамура. Такие условия формирования обусловили то, что пласты-коллекторы месторождения Монги, как и многих других месторождений Северного Сахалина, представлены сложными системами фенов, вдольбереговых и приустьевых баров. Для таких коллекторов характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств как по вертикали, так и по латерали.

В стратотипическом разрезе дагинской свиты по р. Даги она подразделяется на три подсвиты: нижнюю (подугленосную), среднюю (угленосную) и верхнюю (надугленосную). В пределах месторождения Монги нижняя подсвита охватывает интервал разреза с песчаными пластами XXVII-XXV, в котором не содержится угольных пластов. Верхняя подсвита может быть выделена лишь условно, выше X песчаного пласта, поскольку угольные пласты содержатся и в этой части разреза. Изучаемый XIII пласт относится к верхней части угленосной подсвиты.

В целом дагинский комплекс представляет собой сложное ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. В средней части комплекс содержит большое число (до 20) угольных пластов мощностью до 1,5 м. Песчаники мелкозернистые, реже средне- и разномзернистые, иногда с включениями гравия кремнистых пород. Мощность песчаных пластов до 130 м. Местами песчаники имеют карбонатный цемент. Глинистые разделы представляют собой переслаивание темно-серых алевролитистых глин и песчано-глинистых алевролитов. Мощность алевроглинистых разделов различна: от первых метров до 70 м.

Вертикальная изменчивость пористости увеличивается к кровле пласта. Это обусловлено погребением осадка от подошвы к кровле, связанным с регрессией моря.

XIII пласт представляет собой двухслойной рециклит, его строение (снизу вверх) в скважине 2 следующее: в подошве пласта развиты алевролиты, содержащие прослои глин и алевроитоглин, сменяющиеся вверх по разрезу

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

алеврито-песчаниками и мелкозернистыми песчаниками; в кровельной части развиты песчаники средне-мелкозернистые и мелкозернистые. В скважине 11 циклическое строение пласта не наблюдается: он преимущественно сложен песчаниками, содержащими прослой более тонкозернистых пород.

Алеврито-песчаные породы XIII пласта месторождения Монги содержат 80-95 % обломочного материала. В соответствии с классификацией В.Д. Шутова (1972), алеврито-песчаные породы относятся к мезомиктовым кварцевым песчаникам. Они характеризуются преимущественным распространением в составе обломочной части минеральных компонентов: кварца (39-67%, в среднем 56 %) и полевых шпатов (16-36%, в среднем 26%). В группе полевых шпатов преобладают калиевые разновидности – ортоклаз и микроклин (12-33%, в среднем 23 %); в небольшом количестве (0,7-12%, в среднем 4 %) присутствуют Са-Na полевые шпаты – плагиоклазы ряда олигоклаз-андезин. Обломки пород составляют 10-35% (в среднем 18 %) и представлены кремнистыми, кварцитовидными, кремнисто-глинистыми породами, кислыми эффузивами, сильно измененными эффузивами средне-основного состава, микропегматитами, гранитоидами, кварц-слюдяными сланцами алевролитами, аргиллитами. Наиболее распространены кремнистые, кварцитовидные породы, аргиллиты и кислые эффузивы. В незначительном количестве присутствуют в различной степени гидратизированные пластинки биотита, неизмененного мусковита, бурые углефицированные и пиритизированные растительные остатки [3].

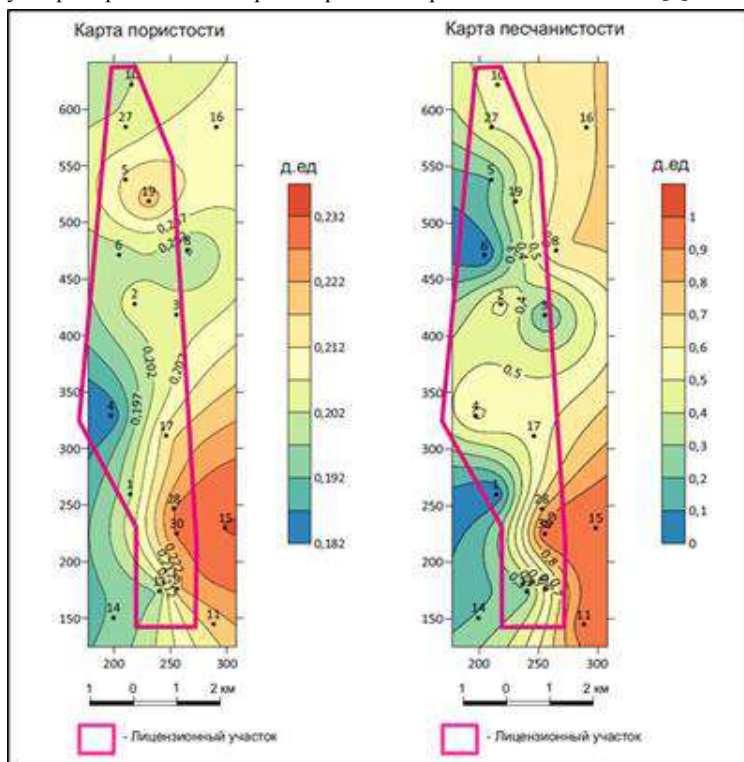


Рис. 1. Карты пористости и песчаности XIII пласта месторождения Монги

построенной по данным пористости, определенной по ГИС (рис.). На карте видно, что средняя пористость пласта изменяется в достаточно широких пределах от 18 до 23%. Самая высокая пористость наблюдается в юго-восточной части района исследования, в скважине №15. В той же части района XIII пласт имеет самую высокую песчаность (рис.) и самые маленькие толщины (12 м). Нарастание толщин четко прослеживается в направлении с востока на запад.

Анализ карты толщин XIII пласта указывает на значительную тектоническую активность во время формирования пласта. На карте видно, что некоторые соседние блоки имеют резко отличающиеся значения толщин. Это говорит о том, что разделяющие их сбросы являются конседиментационными. В условиях мелководных эпиконтинентальных бассейнов мощности осадков зависят от темпа и амплитуды тектонических движений. В спокойных условиях в процессе отложения осадки стремятся занять горизонтальное положение, нивелируя все неровности. То есть в случае со сбросовыми нарушениями увеличение мощности на висячем крыле указывает на одновременное опускание блока и накопление осадков. Подтверждением этому являются, так называемые, «палеоструктурные треугольники», четко выделяемые на сейсмопрофилях МОГТ-2D.

В целом же наблюдается уменьшение пористости в западном направлении, связанное с уменьшением размерности обломочного материала и увеличением содержания цемента. Это говорит о том, что в западной части района был более спокойный гидродинамический режим, и эта часть была более погруженной, что подтверждается увеличением толщины самого пласта и глинистой покрывки.

В составе тяжелой фракции пород отмечаются циркон, гранат, лейкоксен, черные рудные минералы, пирит, в подчиненном количестве присутствуют титанистые минералы, эпидот, турмалин; в единичных зернах отмечаются монацит, ксенолит, ставролит, хлоритоид, сфен, рутил, анатаз.

По минералогическому составу тяжелой фракции дагинский и окобыкайский горизонты относятся к толще устойчивых (турмалин-гранат-цирконовых) минералов [2].

Количество цемента в XIII пласте месторождения Монги составляет от 5 до 20 %. Цемент сложен преимущественно глинистыми минералами: каолинитом, гидрослюдой, монтмориллонитом, смешано-слоистыми минералами ряда гидрослюда-монтмориллонит, хлоритом; реже отмечаются карбонатные минералы – сидерит и кальцит. Железистый карбонат часто развивается по биотиту, образуя вторичный цемент. Кроме отмеченных минералов в составе цемента иногда наблюдаются: пирит, лейкоксен, гидроокислы железа [4].

Изменение средней пористости по латерали хорошо видно на карте,

ХIII пласт формировался в прибрежно-морских условиях на фоне регрессии моря и очень активной тектонической деятельности. Интенсивное прогибание рельефа, за счет проявления деятельности регионального сброса меридионального простирания, обусловило более быстрое накопление осадков в западной части площади.

В целом по ХIII пласту прослеживается увеличение значений пористости от 18 до 23% к кровле пласта. Но в то же время тектоническая активность обусловила нехарактерное распределение толщины, гранулометрии и пористости пласта в прибрежно-морских условиях.

Литература

1. Аистов Д.О. Обоснование технологической схемы сбора и подготовки газа на месторождении Монги (Сахалинская область) // Проблемы геологии и освоения недр: материалы международного симпозиума имени М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2009. – С. 418 – 419.
2. Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Монги Сахалинской обл., РСФСР (по состоянию на 1.01.1982 г.). / В.Е. Лушникова, З.Б. Михайленко, В.О. Сюткин и др. – Оха: СахалинНИПИнефтегаз, 1984. – 371 с.
3. Пересчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Монги по состоянию на 01.01.06 г. / Т.Л. Стыценко, В.И. Игумнов и др. – Южно-Сахалинск: СахалинНИПИморнефть, 2007. – 96 с.
4. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.

ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Н)

А.И. Евдокимова

Научный руководитель ведущий геолог В.А. Вахрушева

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

В условиях постепенного истощения ресурсной базы Томской области актуальной становится проблема восполнения извлекаемых запасов углеводородов. Несмотря на кажущуюся достаточно высокой степень изученности месторождений, потенциал их не исчерпан. Поиск новых залежей должен быть направлен на анализ уже полученных материалов.

Благодаря развитию нефтяной промышленности и появлению новых методов интенсификации притока, стало возможным вести разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В настоящее время государством предусмотрена льготная система налогообложения для разработки ТРИЗ, что открывает новые возможности вовлечения в разработку ранее считавшихся непромышленными объектов.

Нефтегазоконденсатное месторождение Н расположено в пределах лицензионного участка З. В тектоническом отношении участок находится в юго-восточной части Чузикско-Чижапской мезоседловины в зоне сочленения крупных структур II порядка – Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия.

Этаж нефтеносности охватывает юрские и палеозойские отложения.

На Государственном балансе (ГБ) месторождения Н числятся объекты Ю₁¹, Ю₃, Ю₅, М₁ [2].

Согласно действующим приказам, к ТРИЗ относятся отложения тюменской свиты. Для поиска пропущенных объектов были исследованы результаты испытаний, керновый материал, ГИС по всем поисково-оценочным и разведочным скважинам месторождения Н. В результате исследования был выдел перспективный объект Ю₈. Выявленная залежь пласта Ю₈ относится к ТРИЗ, и является аналогом основного объекта разработки месторождения Н – пласта Ю₃.

При построении геологической модели залежей пласта Ю₈ была составлена схема корреляции по 24 скважинам. Пласт не выдержан по латерали; в скважинах, вскрывших коллектор, эффективная мощность пласта достигает 12 м. Выделенный пласт Ю₈ был испытан ранее, но запасы не были поставлены на ГБ, в связи с тем, что полученный приток нефти считался непромышленным. В текущей ситуации с помощью применения технологии (многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) этот объект можно ввести в разработку и сделать рентабельным.

Фациальная модель пласта Ю₈ была построена с привлечением данных ГИС и кернового материала, определены границы замещения пласта, обстановка осадконакопления. Отложения пласта Ю₈ формировались в континентальной обстановке [1].

Выделено 4 типа фаций.

К отложениям, рассматриваемым как коллектор, относятся:

- мелко-среднезернистые песчаные отложения русла; вскрыты в скважинах 90, 160, 80, 100, 50, 70. Форма кривой ПС коробчатая;

- отложения прируслового вала с конусами прорыва, представленные песчаником мелкозернистым; вскрыты в скважинах 130, 30. Форма кривой ПС близка к коробчатой [4].

Для детерминистической оценки запасов пласта Ю₈ была построена структурная карта кровли пласта. В результате проделанной работы выделено 2 перспективные залежи. Линия замещения пласта принята по фациальной схеме. Нефтенасыщенная толщина, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности взяты по результатам переинтерпретации ГИС; остальные подсчетные параметры – с ближайшего аналога – объекта Ю₃ месторождения Н, числящегося на ГБ.

Площадь потенциального прироста рассчитана на основе структурной карты по объекту Ю₈.